

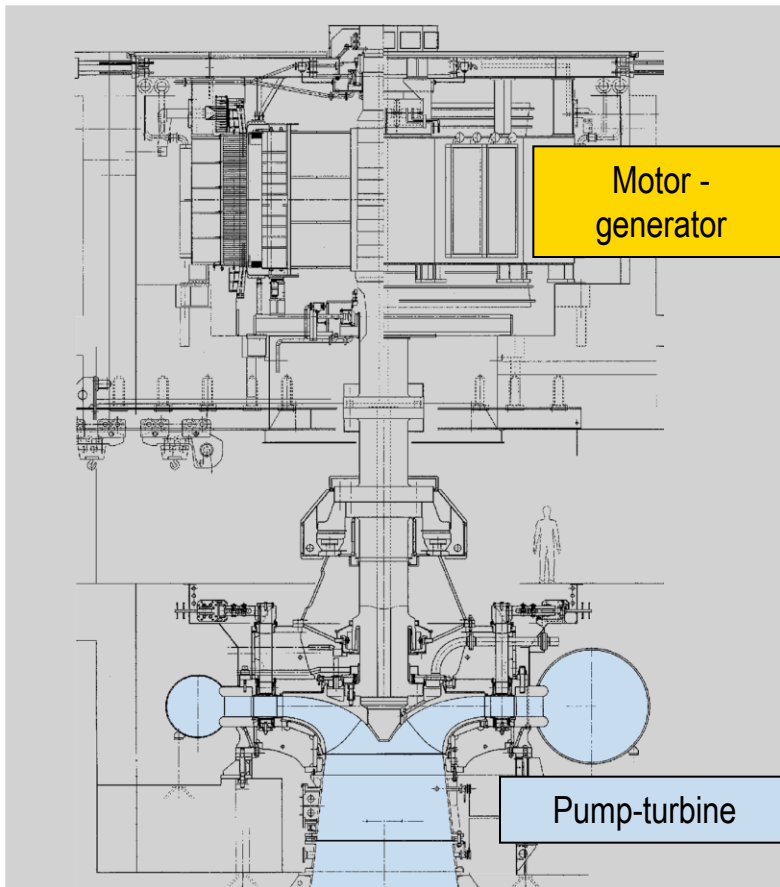
Pumpekraftverk

**Utstyr og løsninger for
pumpekraftverk med variabelt
turtall.**

Pumpeturbiner med variabelt turtall - Innledning

- Egenskaper sammenlignet med konvensjonelle reversible pumpeturbiner.
- Endring av turtall
 - Pumpedrift
 - Turbindrift
 - Innvirkning på nett og kraftsystem.
- Elektriske løsninger
- Aktuelle referanser

Pumpeturbiner med variabelt turtall – ikke så ulikt en konvensjonell pumpeturbin...



- I turbindrift reguleres den som en vanlig turbin.
- Maskinen skifter rotasjonsretning mellom pumpe og turbindrift
- Må ha tilført energi for start i pumpedrift
- Ved gitt turtall og trykk(fallhøyde) har en pumpe et gitt arbeidspunkt.

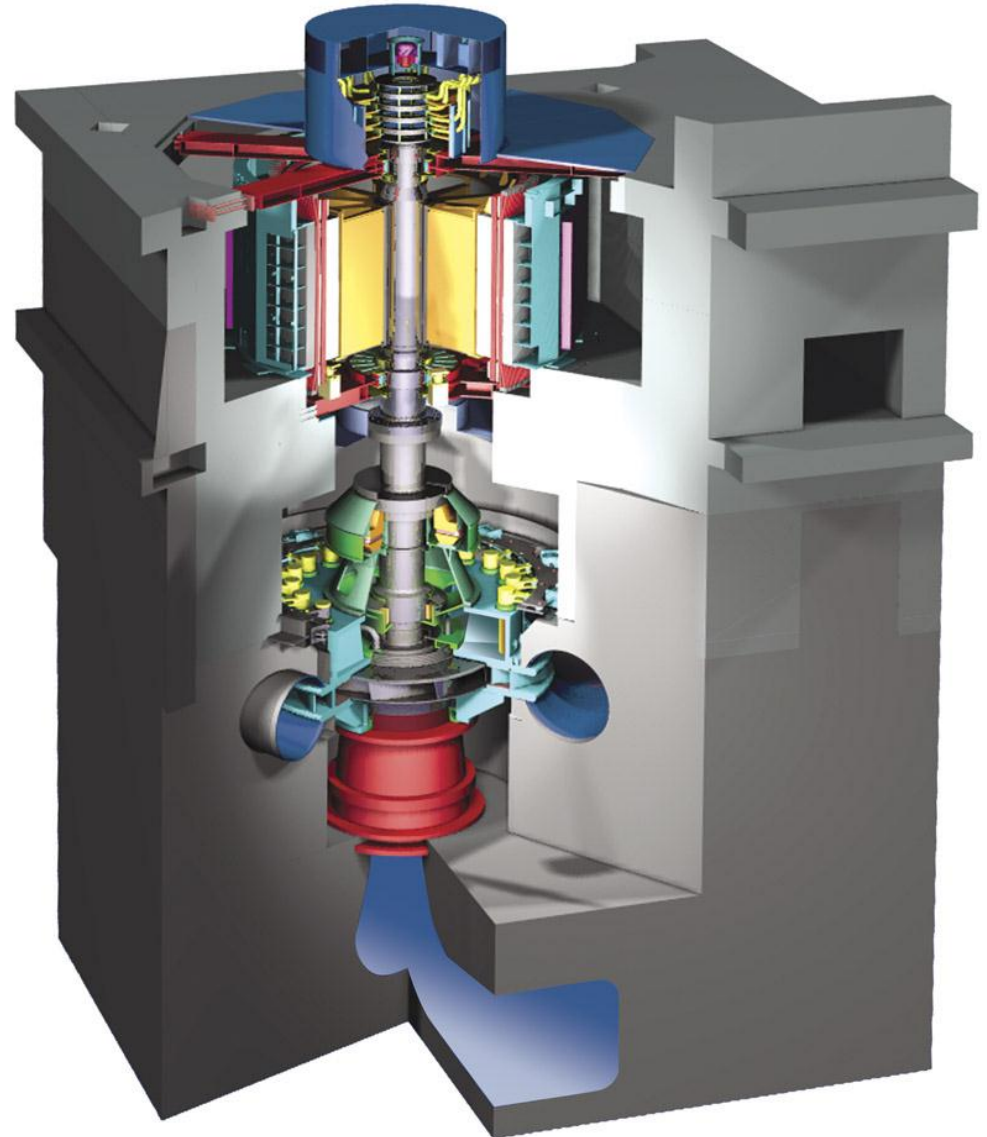
Goldisthal 1998 4 Pump/Turbines

2 units speed variable

Turbine operation	Pump operation
$n = 300 - 346.6 \text{ min}^{-1}$	$n = 300 - 346.6 \text{ min}^{-1}$
$P_{\max} = 300 \text{ MW}$	$P_{\max} = 291 \text{ MW}$
$H = 273 - 330 \text{ m}$	$H = 280.5 - 339 \text{ m}$

2 units with fixed speed

Turbine operation	Pump operation
$n = 333.3 \text{ min}^{-1}$	$n = 333.3 \text{ min}^{-1}$
$P_{\max} = 325 \text{ MW}$	$P_{\max} = 262 \text{ MW}$
$H = 273.6 - 329.6 \text{ m}$	$H = 282 - 337.7 \text{ m}$



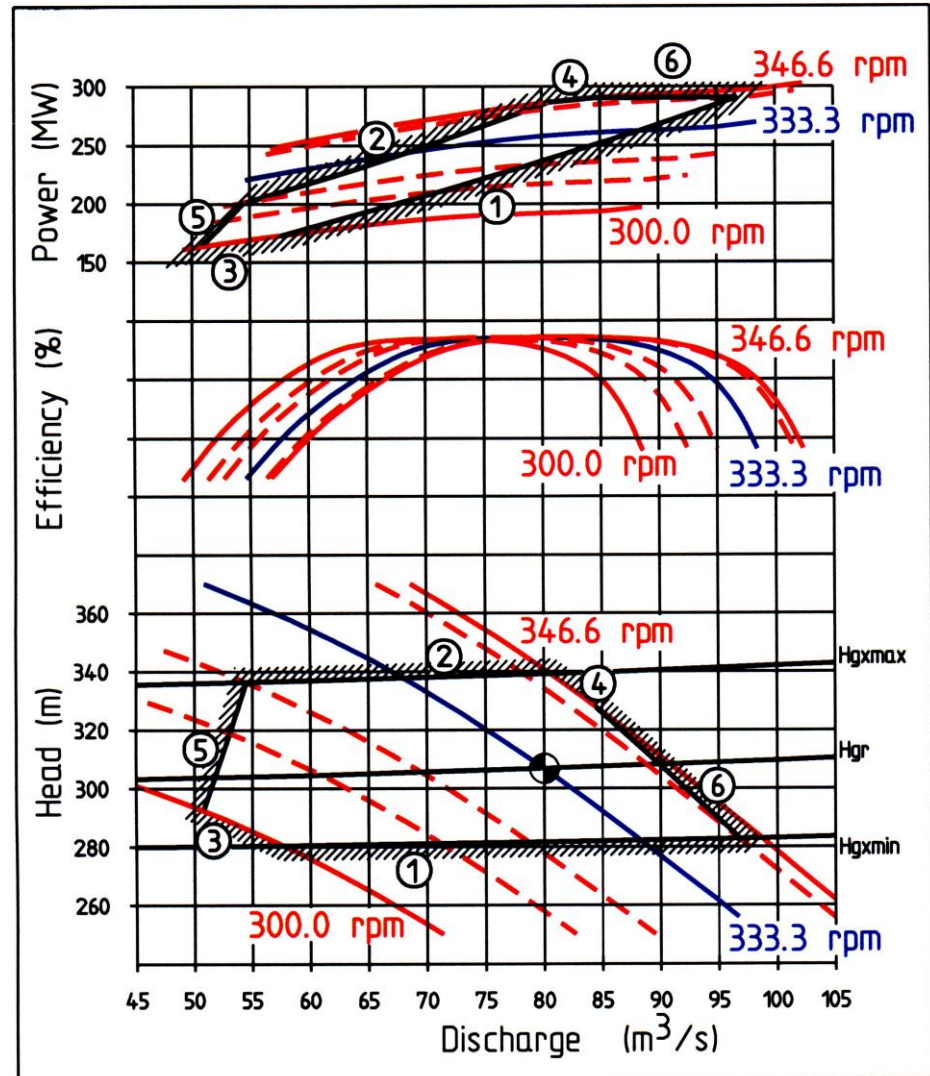
Pumpeturbiner med variabelt turtall – endring av turtall i pumpedrift

Ved å justere på turtallet i pumpedrift kan vi endre arbeidspunktet på pumpen.

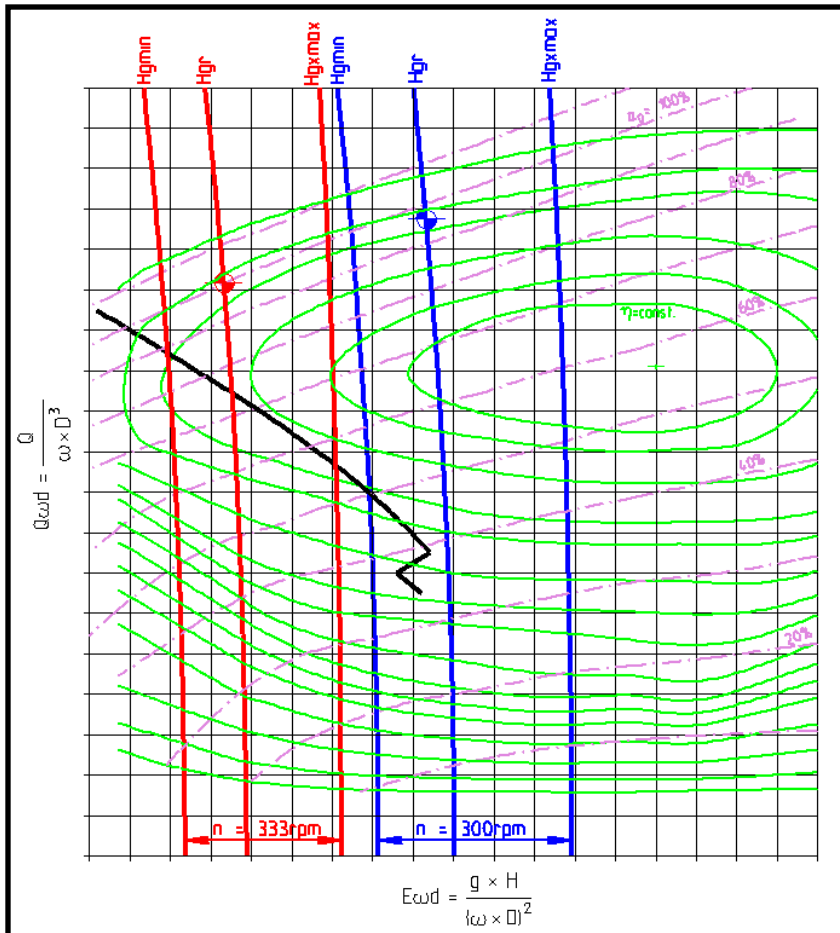
Endringen i effekt er proporsjonal med turtall i tredje potens.

Typisk reguleringsområde 70 – 110 % last, dvs ca – 10% + 4% turtall

Nedre turtallsgrense er gitt av det minimum trykk som er nødvendig for å "overvinne" fallhøyden.



Pumpeturbiner med variabelt turtall – endring av turtall i turbin drift



I turbindrift har endring av turtall mindre innvirkning på maskinen.

En pumpeturbin er et kompromiss mellom hydrauliske egenskaper i pumpedrift og turbindrift. Pumpedrift er den dimensjonerende faktoren.

Ved å senke turtallet i turbindrift sammenlignet med pumpedrift kan vi operere maskinen nærmere optimal punktet i mussel-diagrammet.

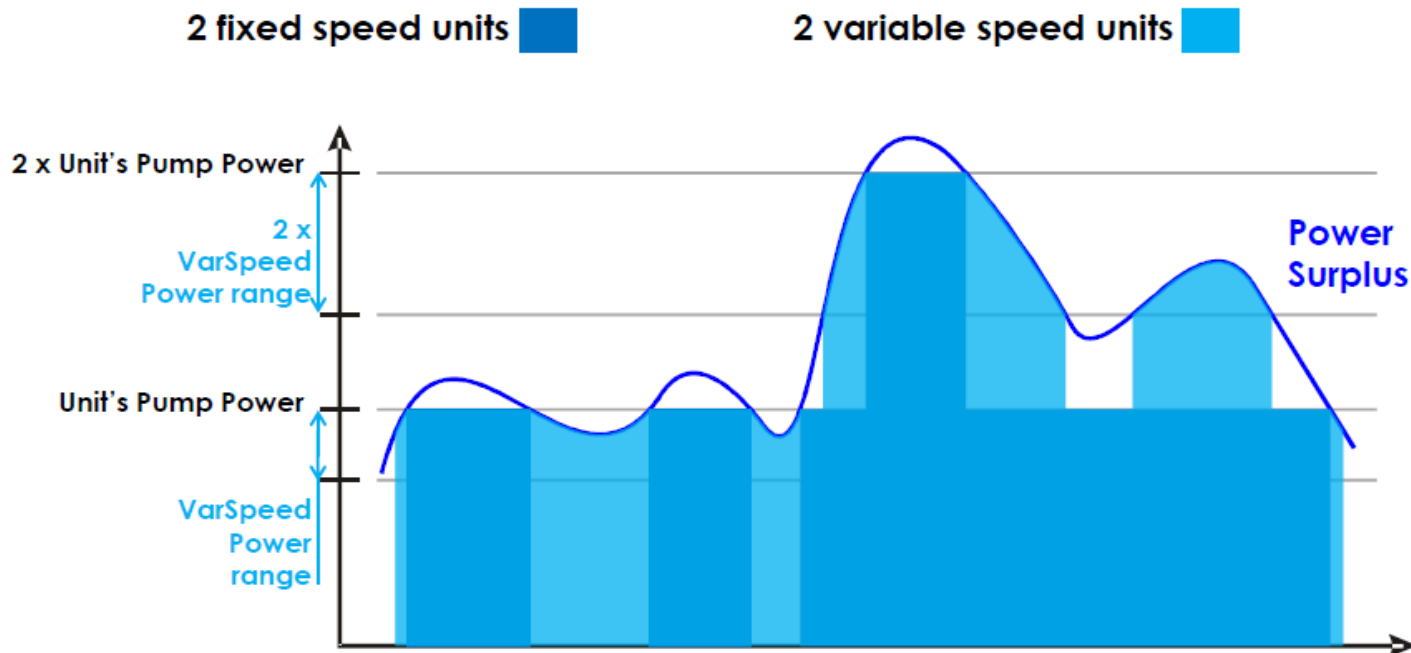
Pumpeturbiner med variabelt turtall – endring av turtall i pumpedrift

God regulering kan selges:

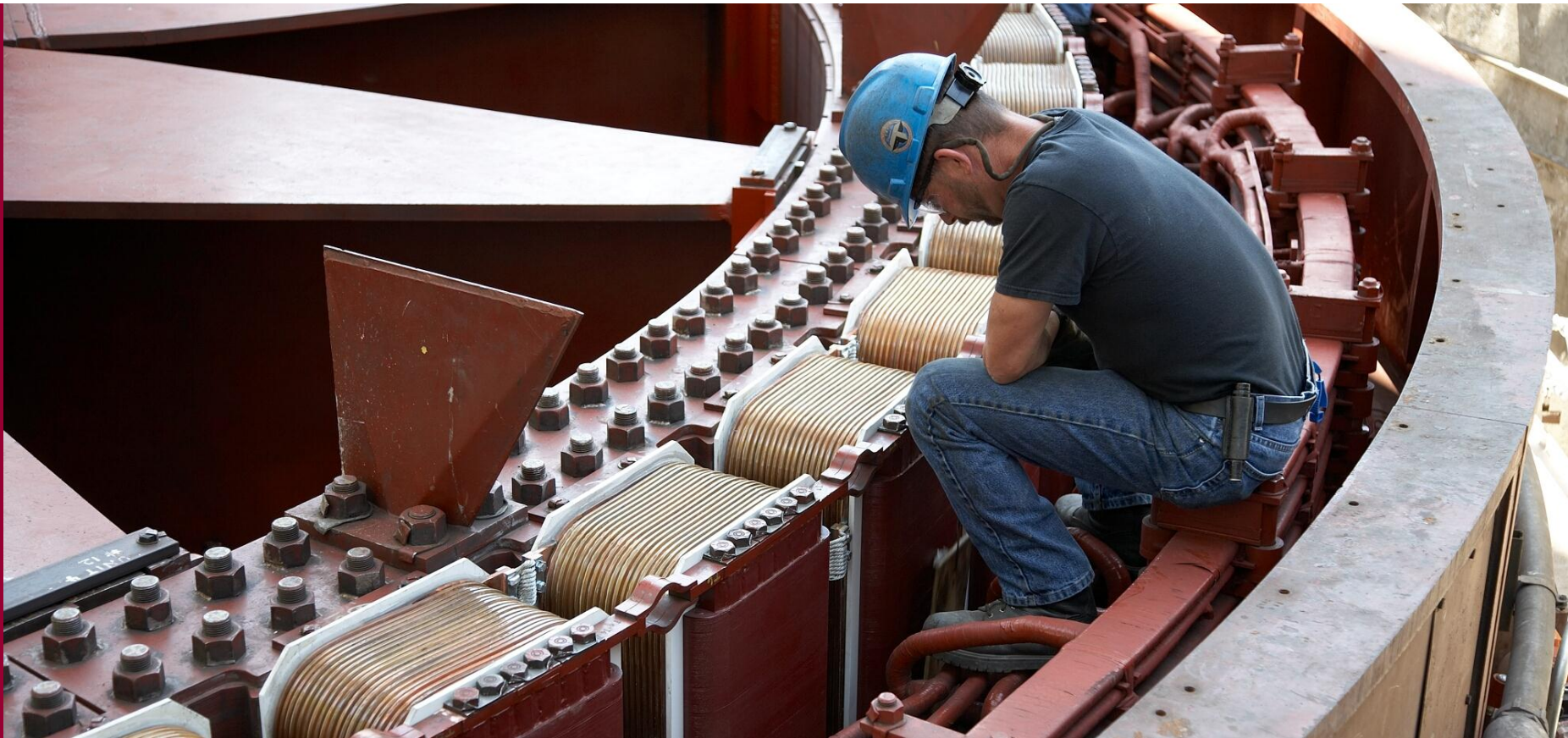
- Statikk
- Hurtig primær regulering
- Spenningsregulering
- Roterende reserve

Muligheten for å regulere lasten kan også bidra til å redusere antall start/stop:

- Redusere slitasje
- Økt salg av regulertjenester.



Pumpeturbiner med variabelt turtall – elektriske løsninger



Pumpeturbiner med variabelt turtall – generator løsninger

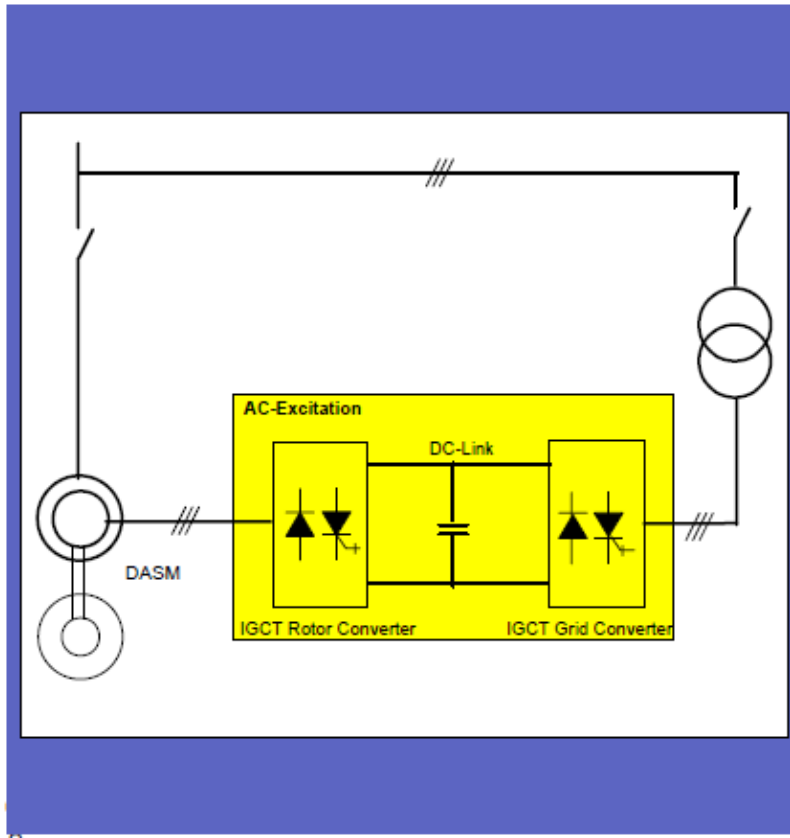
Generelt:

- Maskinene må kunne rotere begge veier. Dette påvirker først og fremst lager- og kjølesystemene.
- Kontroll- og styre systemene blir betydelig mer komplisert.

Det er to hovedtyper generatorløsninger som benyttes ved variabelt turtall:

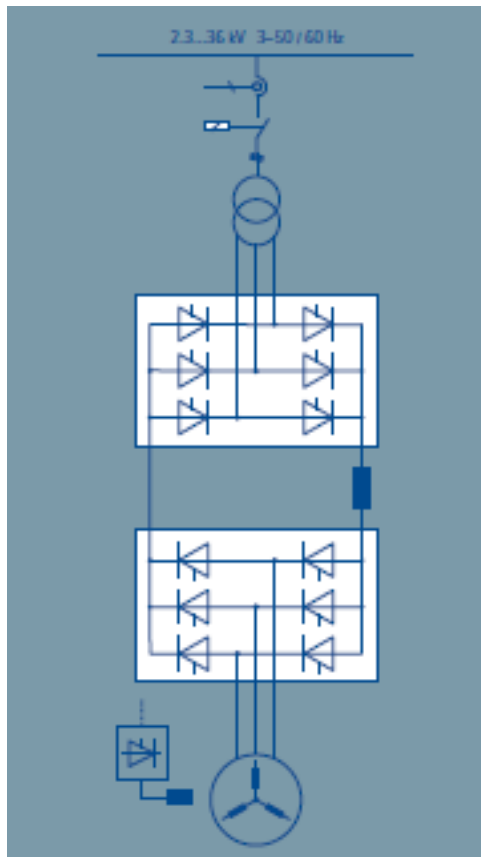
- Asynkronmaskin med sleperinger og vekselstrømsrotor
- Synkronmaskin med full skala frekvensomformer

Pumpeturbiner med variabelt turtall – asynkronmaskin med sleperinger



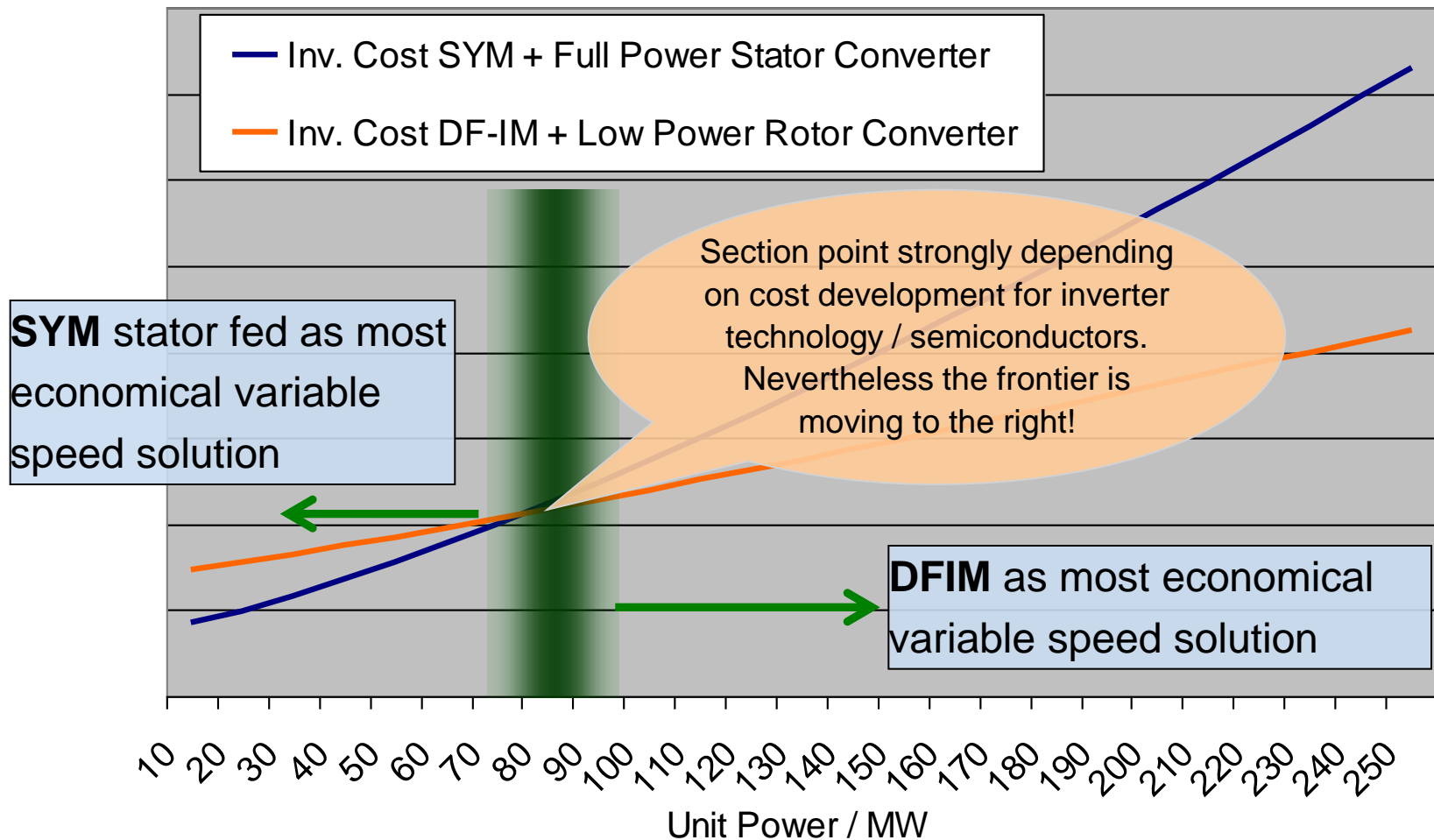
- Løsningen er velkjent og velprøvd i industrien. Enkelt sagt kan det kalles en magnetisk justerbar ”slurekobling”
- Krafterelektronikkens ytelse er proporsjonal med turtallsvariasjonen.
- Omformeren dimensjoneres for 10 – 15 % av maskinens merkeeffekt og er derav vesentlig billigere enn en fullskala omformer.
- Generatoren blir noe større og mer komplisert.
- Enerådende på større ytelser i dag.

Pumpeturbiner med variabelt turtall – synkrongenerator med full skala omformer



- Konvensjonell generator teknikk men dyr kraftelektronikk som må dimensjoneres for den fulle generator ytelsen.
- Praktisk anvendbar i dag opp til 30 - 50 MW. Krevende å gjøre dagens løsninger tilstrekkelig robust til bruk i kraftforsyning.
- Kan kjøres på synkront turtall utenom omformeres som nødløsning (start hjelp i pumpedrift må sikres)
- Det foregår en rask utvikling innen kraftelektronikk både på teknikk og pris. Det er betydelig potensial for videreutvikling. Det jobbes i dag med å utvikle prosjekter innen andre industrier for opp til 200-300 MW.
- Gjør det mulig å kjøre såkalt 4-kvadrant drift som vil kunne ultra rask regulering, raske skifte mellom turbin/pumpe modus, "kunstig svingmasse". Jon Are Suul ved Sintef har skrevet en meget god diplom om emnet.

5. Comparison Synchronous X DF Induction Machine



Qualitative information only, no absolute values – Example with 1 converter

Variable Speed Pumped Storage Existing Units

Station	Comm.	Owner	Country	Unit Out [MVA]	Speed range [rpm]	Heads [m]		Pump input (MW)	Make
Yagisawa no. 2	1990	TEPCO	Japan	85	130 to 156	93.5	63	53 to 82	Toshiba
Takami no. 2	1993	Hokkaido	Japan	103/140	208 to 254	122,3	115	103 to 140	Mitsubishi complete scope
Ohkawachi no. 2	1993	Kansai	Japan	395	330 to 390	394.7		331 to 392	Hitachi
Shiobara no.3	1995	TEPCO	Japan	360	356 to 394	387	338	200 to 330	Toshiba

Variable Speed Pumped Storage Existing Units

Station	Comm.	Owner	Country	Unit Out [MVA]	Speed range [rpm]	Heads [m]		Pump input (MW)	Make
Ohkawachi no.4	1995	Kansai	Japan	395	330 to 390	394.7		240 to 400	Hitachi
Yagisawa no.3	1996	TEPCO	Japan	85	130 to 156	93.5	63	53 to 82	Toshiba
Okukiyotsu no.2	1996	EPDC	Japan	345	408 to 450	490		230 to 340	Toshiba
Goldisthal	2003/4	Vatenfall	Germany	300	300 to 346,6	302	330	265	VS VA Tech

Variable Speed Pumped Storage Existing Units

Station	Comm.	Owner	Country	Unit Out [MVA]	Speed range [rpm]	Heads [m]		Pump input (MW)	Make
Kazunogawa	2005	TEPCO	Japan	500	500+/-	779	714		
Omaraugawa 3	2007	Kyushu	Japan	340	576 to 624	688.4	720	310 to 330	Mitsubishi full scope
Avce	2008	Dravske	Sloweni a	195	576 to 624	508.8	528.8	180 to 185.4	Mitsubishi ABB (excitation)
Omaraugawa 1	2010		Japan	345					Mitsubishi (?)

Variable Speed Pumped Storage Existing Units and under construction

Station	Com m.	Owner	Country	Unit Out [MVA]	Speed range [rpm]	Heads [m]		Pump input (MW)	Make
Omaraugawa 2	2011	TEPCO	Japan	320					Mitsubishi (?)
Venda Nova III	2014	EDP	Portugal	2x420		414		2x380	Voith Siemens
Kozak	2013		Slovenia	195		143	213		
Linthal 2015	2015		Switserland	4x250					Alstom
Nante De Drance	2015		Switserland	2x160					Alstom
Tehri	2015		India	4x306		188			

VOITH

Engineered reliability.

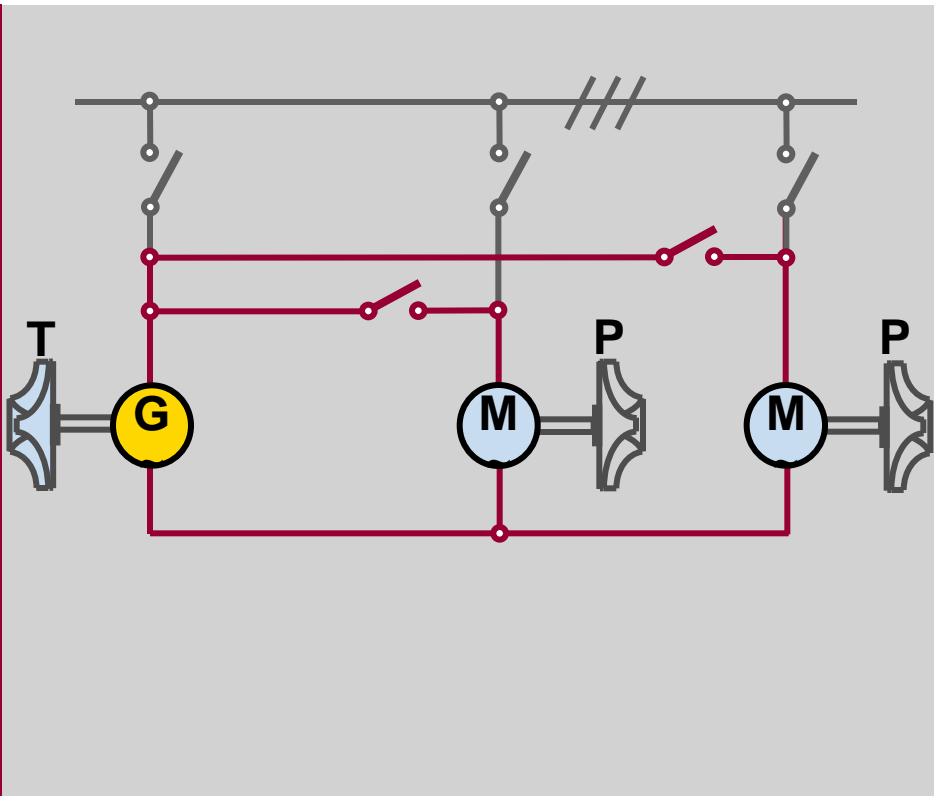
Pumped storage – electrical machines

Starting methods of motor-generators in pumping mode

- Starting motor (ponymotor, obsolescent)
- Synchronous starting with a Static Frequency Converter (SFC)
- Asynchronous starting directly on-line or with parallel equipment (eg.: starting convertor)
- Back-to-back starting (or full-frequency starting)
- Partial-frequency starting (asynchronous / synchronous)

Pumped storage – electrical machines

Back-to-back



Full-frequency starting: The motor gets excited during the standstill and after starting runs synchronically with the generator.

Partial-frequency starting: At first the motor gets started asynchronously and after reaching the generator's speed it is excited and runs synchronically with the generator.

Pumped storage – electrical machines

Overspeed:

A reversible pump-turbine when operating in a turbine mode has a moderate runaway speed of about 40% to 50% higher than the operating speed (instead of standard 60% to 80%, typical for Francis / Pelton turbines).

This allows more flexibility in design and results in lower cost.